

EVALUASI PENANGGULANGAN SCALE DENGAN METODE INJECT SCALE INHIBITOR PADA SUMUR “X” DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU

EVALUATION SCALE TACKLING OF SCALE INHIBITORS USING THE INJECTION WELLS "X" IN PT PERTAMINA EP FIELD ASSET 2 LIMAU

Rendi Friadi¹, Ubaidillah Anwar Prabu², Hartini Iskandar³

*^{1,2,3}Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jl. Srijaya
Negara Bukit Besar, Palembang, 30139, Indonesia
PT.PERTAMINA EP, Jl.Jendral Sudirman, No.3, Sumatera Selatan, 31122, Indonesia
E-mail: rendifriadi@gmail.com*

ABSTRAK

Dalam proses pendistribusian minyak mentah, sering dijumpai adanya masalah yang dapat mengganggu aliran fluida yang melewati pipa. Salah satu problematika yang sering terjadi pada proses pendistribusian crude oil adalah terbentuknya endapan yang disebut scale. Scale adalah hasil pengendapan mineral yang berasal dari air formasi yang terproduksi bersama minyak dan gas. Scale didefinisikan sebagai suatu deposit dari senyawa-senyawa anorganik yang terendapkan dan membentuk timbunan kristal pada permukaan suatu substansi. Penyebab langsung terbentuknya scale adalah penurunan tekanan, perubahan temperatur, dan bercampurnya dua macam mineral yang susunan mineral yang dikandungnya tidak saling cocok. Adanya scale menimbulkan banyak masalah dalam proses produksi minyak dan gas karena dapat mengganggu proses pendistribusian fluida, disamping itu biaya yang harus dikeluarkan untuk keperluan pembersihan dan pencegahannya juga tinggi. Pencegahan terbentuknya scale di lapangan minyak khususnya di dalam pipa distribusi crude oil adalah dengan menginjeksikan bahan-bahan kimia. Dalam penelitian ini telah dilakukan penambahan berbagai bahan kimia seperti HCl, CuSO₄ dan campuran HCl dengan CuSO₄ untuk berbagai variasi konsentrasi.

Kata kunci : scale, injeksi scale inhibitor

ABSTRACT

In the process of distribution of crude oil, are common problems that can interfere with the flow of fluid through a pipe. One of the problems that often occur in the process of distribution of crude oil is the formation of deposits called scale. Scale is the result of the precipitation of minerals from the formation water be produced with oil and gas. Scale is defined as a deposit of inorganic compounds are deposited and form crystals deposited on the surface of a substance. The immediate cause scale formation is a decrease in pressure, temperature changes, and the mixing of two kinds of mineral composition of the minerals it contains are not compatible. The existence of scale lead to many problems in the process of production of oil and gas because it can interfere with the process of distributing the fluid, in addition to the costs to be incurred for the purposes of cleaning and prevention is also high. Prevention of scale formation in oil field, especially in the distribution of crude oil pipeline is to inject chemicals. In this study, the addition of various chemicals are like HCl, CuSO₄ and CuSO₄ to mix HCl with various concentrations.

Keywords : scale, scale inhibitors using the injection

1. PENDAHULUAN

Depositi Scaling adalah salah satu masalah yang paling serius di mana sistem injeksi air terlibat masuk. Umumnya, scale disimpan di pompa downhole, pipa, casing flowline, treaters pemanas, tank, dan peralatan produksi dan fasilitas lainnya. Pembentukan scale merupakan masalah utama dalam industri minyak [1].

Scale mungkin terjadi downhole atau di fasilitas permukaan. Formasi scale ini pasang jalur produksi, peralatan dan merusak aliran fluida [2]. Akibatnya scale bisa menjadi kegagalan produksi, kerusakan peralatan, shutdown darurat, peningkatan biaya pemeliharaan, dan penurunan secara keseluruhan dalam efisiensi produksi. Kegagalan peralatan produksi dan instrumen dapat mengakibatkan bahaya keamanan [3].

Kecenderungan untuk scale harus diamati secara terus-menerus, karena jika minyak mentah memiliki kadar air rendah dan air terdispersi sedikit, maka tingkat deposisi scale kira-kira sebanding dengan tingkat produksi air bebas yang tergantung di mana air formasi menjadi jenuh, scale dapat disimpan dalam aliran garis dan dalam tabung, dan didalam beberapa kasus bahkan di perforasi dan pembentukan dekat sumur bor [4].

Ruang lingkup permasalahan pada laporan ini dibatasi pada pemilihan alternatif dengan metode scoring. Dimana penelitian ini menitik beratkan pada data analisa air formasi dan perawatan sumur. (1) Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi pencegahan scale yang terbentuk, (2) Mengevaluasi metode scale inhibitor di wilayah penelitian [5].

Scale adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. Permasalahan scale pada lapangan X ini dipengaruhi oleh kandungan ion-ion dalam air formasi. Mekanisme pembentukan kristal-kristal pembentuk scale berhubungan dengan sejumlah ion-ion yang terlarut di dalam air formasi sedangkan kecepatan pembentukan scale dipengaruhi oleh kondisi air formasi, derajat keasaman (pH), dan temperature [6].

Adanya endapanan scale mengakibatkan pengecilan pada lubang perforasi, tubing, maupun flowline yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama proses produksi [7]. Pembentukan scale pada bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi seperti pada matriks batuan formasi lubang perforasi, rangkaian pipa produksi maupun pada pompa ataupun gas lift dalam sumur (downhole) [8].

Masalah produksi yang disebabkan oleh scale mineral dalam operasi produksi minyak telah lama diketahui. Di antara yang paling berat dari semua masalah scaling bahwa scale sulfat, khususnya scale barium sulfat [9]. Ini adalah masalah scale sulit karena kelarutan rendah barium sulfat di sebagian cairan dan reaktivitas rendah kebanyakan asam dengan scale barium sulfat [10].

2. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan di Pertamina EP Asset 2 Field Limau, selama dua bulan dari tanggal 28 Oktober – 27 Desember 2013. Pengambilan data yang dilakukan pada penelitian dengan metoda yang digunakan adalah berupa pendekatan dari evaluasi sumur, perawatan sumur dan analisis laboratorium (berupa analisa air formasi) berupa kajian analisis karakteristik fluida dari analisis laboratorium yang meliputi analisis *air formasi*, komposisi *ion*, dan analisis *besar konsentrasi ion-ion* pada masing-masing sumur atau di wilayah penelitian. Pada tahapan ini penelitian difokuskan pada pengaruh kedalaman terhadap karakteristik fluida sebagai *reservoir*. Pada akhir dilakukan kajian dari hasil evaluasi sumur dan analisis laboratorium. Data sekunder adalah data yang sudah ada diperusahaan dan data dari studi literatur serta hasil penelitian terdahulu yang berkaitan dengan data primer yang dapat membantu dalam penyusunan laporan ini. data ini berupa data analisis air formasi.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Scale adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. Permasalahan scale pada lapangan X ini dipengaruhi oleh kandungan ion-ion dalam air formasi. Mekanisme pembentukan kristal-kristal pembentuk scale berhubungan dengan sejumlah ion-ion yang terlarut di dalam air formasi.

Adanya endapanan scale mengakibatkan pengecilan pada lubang perforasi, tubing, maupun flowline yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama proses produksi. Sedangkan pada lubang perforasi atau matriks batuan formasi, endapan scale akan menyumbat aliran fluida dan menurunkan permeabilitas reservoir.

Pembentukan scale pada bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi seperti pada matriks batuan formasi lubang perforasi, rangkaian pipa produksi maupun pada pompa ataupun gas lift dalam sumur (downhole) hingga flowline dan peralatan fasilitas produksi di permukaan (surface facilities).

3.1 Analisa Kecenderungan Terbentuknya Scale CaCO_3

Dari analisa kecenderungan pembentukan *scale* pada sumur 'X', dilakukan pengambilan sampel air formasi pada sumur tersebut. Proses pengambilan sampel air formasi ini dilakukan pada temperature pengukuran 60°C . Dari sampel air formasi ini kemudian akan ditentukan nilai konsentrasi ion-ion serta nilai pH = 8,62, dimana untuk menentukan nilai tersebut dilakukan di laboratorium.

Dapat nilai SI untuk ketiga sumur lebih besar dari nol ($\text{SI} > 0$) yaitu 2,1 mg/lit (sumur X1), 2,25 mg/lit (sumur X2), 2,13 mg/lit (sumur X3). Artinya dimana nilai SI yang positif menunjukkan bahwa pada sumur 'X' cenderung terjadi *scale* CaCO_3 .

3.2 Analisa Kecenderungan Terbentuknya Scale CaSO_4

Dari analisa kecenderungan pembentukan *scale* pada sumur 'X', dilakukan pengambilan sampel air formasi pada sumur tersebut. Proses pengambilan sampel air formasi ini dilakukan pada temperature pengukuran 60°C . Dari sampel air formasi ini kemudian akan ditentukan nilai konsentrasi ion-ion serta nilai pH = 8,62, dimana untuk menentukan nilai tersebut dilakukan di laboratorium.

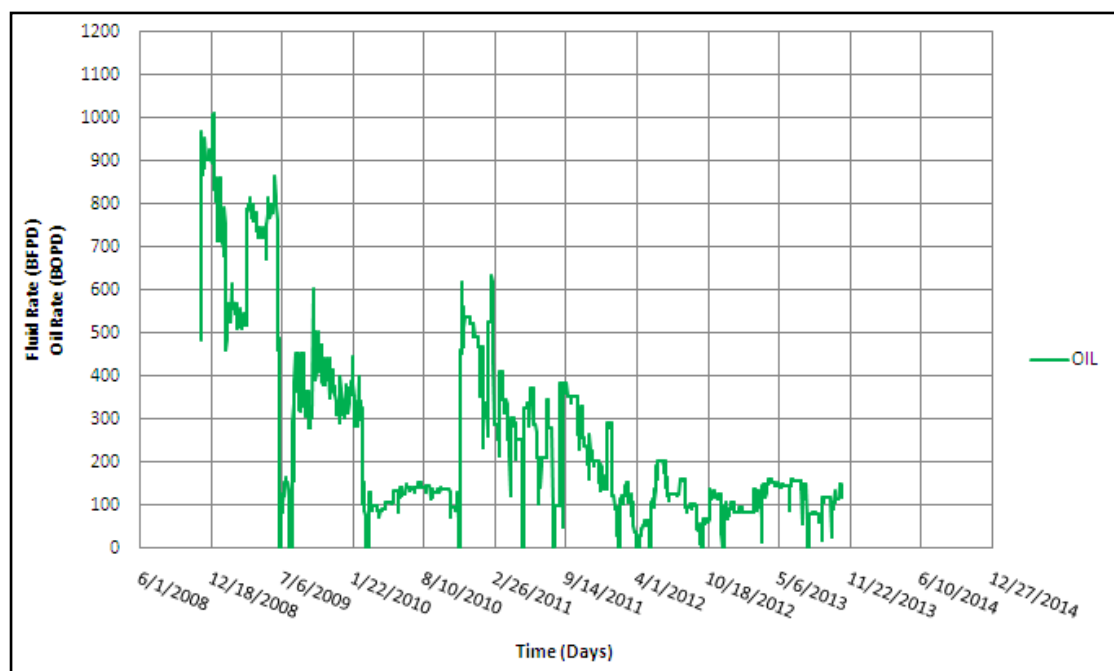
Dapat nilai S untuk ketiga sumur lebih besar dari Ca dan SO_4 yaitu 49,034 meq/lit (sumur X1), 53,28 meq/lit (sumur X2), 43,26 meq/lit (sumur X3). Artinya *scale* CaSO_4 tidak terbentuk pada sumur X1, X2 dan X3. Jadi untuk kecenderungan *scale* kalsium sulfat tidak terbentuk.

3.3 Penurunan Produksi dan Lokasi Terbentuk Scale CaCO_3

3.3.1 Sumur X1

Dari data sejarah perawatan sumur (Lampiran M), terbentuknya *scale* CaCO_3 pada 7 Februari 2012 terbentuk di tubing 7 joints di bawah wellhead, terjadinya penurunan produksi dari sekitar 200 BOPD menjadi 90 BOPD. Di injeksi *scale* inhibitor pada 30 Maret 2012 dan sumur diproduksi kembali pada 4 Maret 2012.

Pada data produksi sumur minyak dibawah ini, dilakukan analisis permasalahan scalenya dalam rentang periode waktu tertentu. Data produksi sumur X1 dapat dilihat pada Lampiran A, dengan data grafik ditampilkan pada gambar dibawah ini :



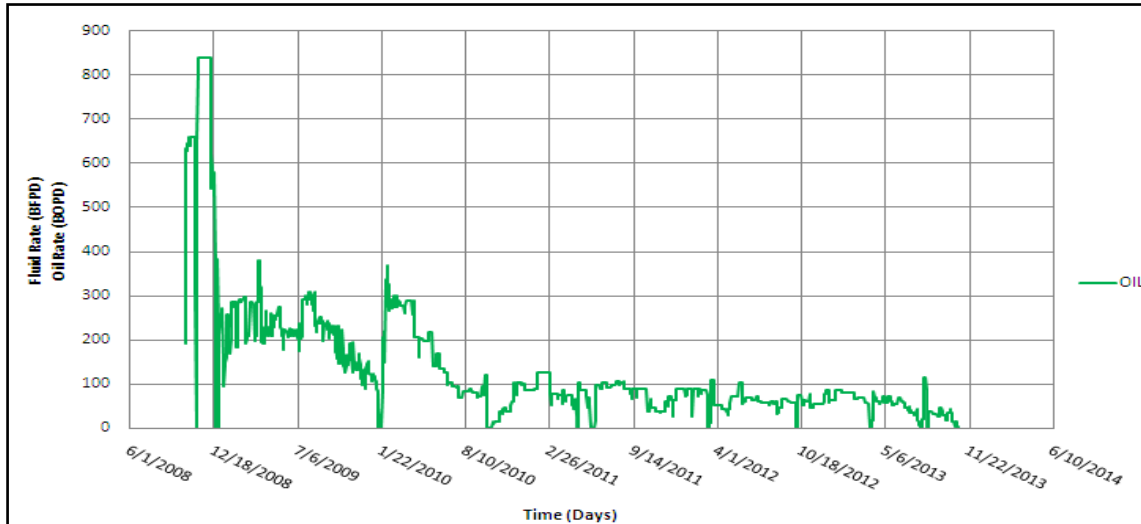
Gambar 1. Grafik Kinerja Produksi Sumur X1

3.3.2 Sumur X2

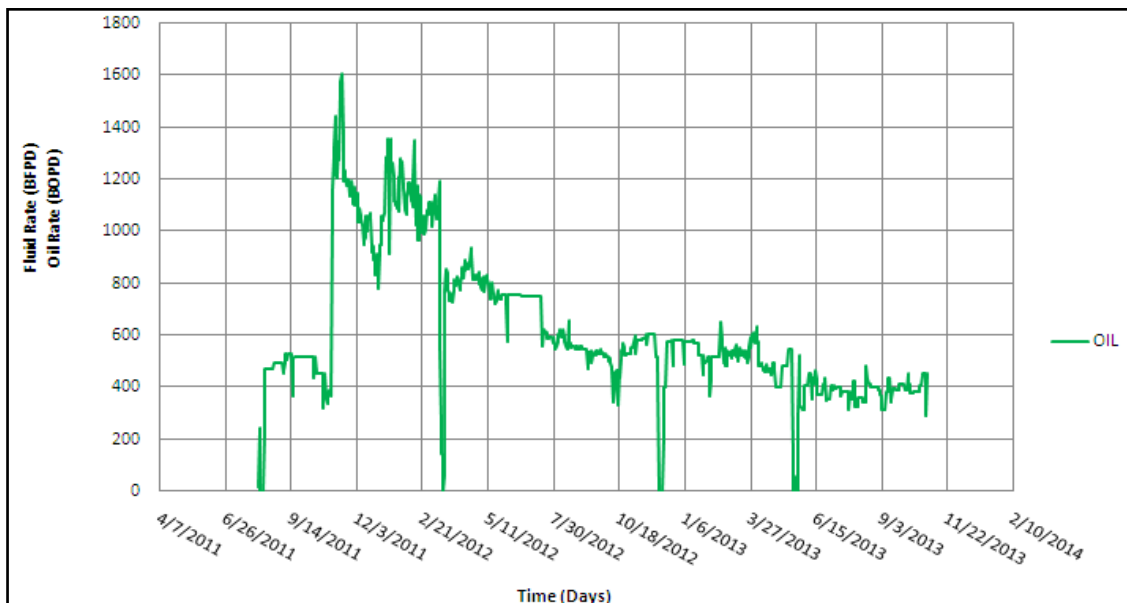
Dari data sejarah perawatan sumur (Lampiran N), ditemukan scale CaCO_3 pada 15 Januari 2010, penurunan produksi dari 300 BOPD menjadi 80 BOPD. Pada 10 Maret 2012 sumur ini dilakukan treatment scale inhibitor dengan menginjeksikan Scale Inhibitor di bawah wellhead dan diproduksi kembali pada 12 maret 2012. (Gambar 2)

3.3.3 Sumur X3

Dari analisa sejarah perawatan sumur (Lampiran O) 17 Maret 2012, ditemukan scale CaCO_3 terbentuk pada 16 joints tubing dibawah wellhead dengan ketebalan 0.25 – 1 mm, terjadinya penurunan produksi dari sekitar 1200 BOPD menjadi 800 BOPD. 18 Maret 2012 sumur ini dilakukan treatment scale inhibitor dengan menginjeksikan Scale Inhibitor di tubing joints ke 16 dibawah WellHead, 19 Maret 2012 sumur kembali diproduksi. (Gambar 3)



Gambar 2. Grafik Kinerja Produksi Sumur X2



Gambar 3. Grafik Kinerja Produksi Sumur X3

3.3.4 Sumur X4

Dari data sejarah perawatan sumur (Lampiran P), ditemukan scale CaCO_3 pada 28 februari 2012 dengan pengaruh penurunan produksi dari 400 BOPD menjadi 200 BOPD dan dilakukan Injeksi Scale Inhibitor 3 Mei 2012, diproduksi kembali pada 29 Mei 2012. (Gambar 4)

3.4 Pemilihan Metode Penanggulangan Scale

Untuk mengatasi *scale problem*, ada beberapa alternatif solusi masalah yang dapat diambil yaitu dengan cara stimulasi, *tubing clear*, *solid scale inhibitor*, *scale inhibitor stick*, pengasaman *flowline*, dan injeksi *chemical scale inhibitor*. Itulah alternatif-alternatif yang diterapkan.

Dua dari enam alternatif diatas tidak memungkinkan untuk diterapkan pada sumur X, yaitu *Tubing Clear* dan *Scale inhibitor stick* karena kawat penggaruk dan *chemical stick* pada kedua alternatif tersebut tidak dapat dimasukkan ke dalam *tubing* yang terisi dengan rangkaian produksi. Empat alternatif lain yang memungkinkan untuk diterapkan pada sumur X akan dilakukan analisis untuk menilai alternatif mana yang paling efektif diterapkan.

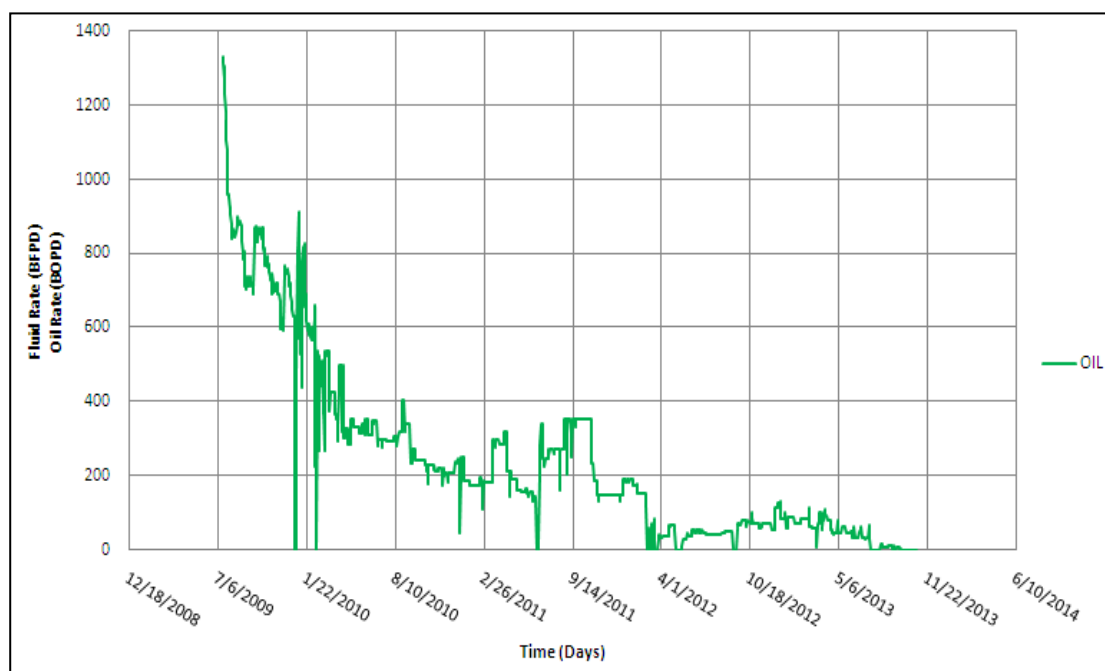
Dari nilai yang telah diperoleh melalui penilaian terhadap empat alternatif diatas, alternatif terbaik untuk penanggulangan *scale problem* adalah alternatif keempat yaitu injeksi *chemical scale inhibitor* dengan nilai total sebesar 38. *Chemical scale inhibitor* yang cocok digunakan sesuai jenis *scale* yang terbentuk (CaCO_3) yaitu berupa campuran HCL dan CuSO_4 .

3.5 Penanggulangan Scale dengan Inject Scale Inhibitor

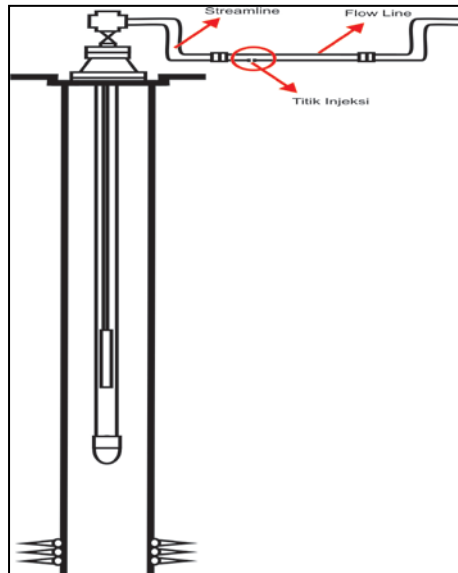
Injeksi *chemical scale inhibitor* yang biasa dilakukan di field Limau yaitu dengan menginjeksikan *chemical scale inhibitor* melalui *flow line* sehingga hanya melindungi *line* produksi *surface* saja, sehingga penanggulangan *scale problem* pada kondisi ini tetap harus menggunakan *rig hoist*.

Untuk mengatasi kekurangan tersebut, maka modifikasi sistem injeksi *chemical* dapat dilakukan dengan menggeser titik injeksi yang awalnya melalui *flow line* (*surface*) menjadi melalui *tubing* (*sub-surface*), sehingga *line* produksi yang terlindungi mulai dari titik dimana endapan *scale* mulai terbentuk yaitu rangkaian *tubing* bagian atas, *wellhead* dan *flow line* sampai ke SP.

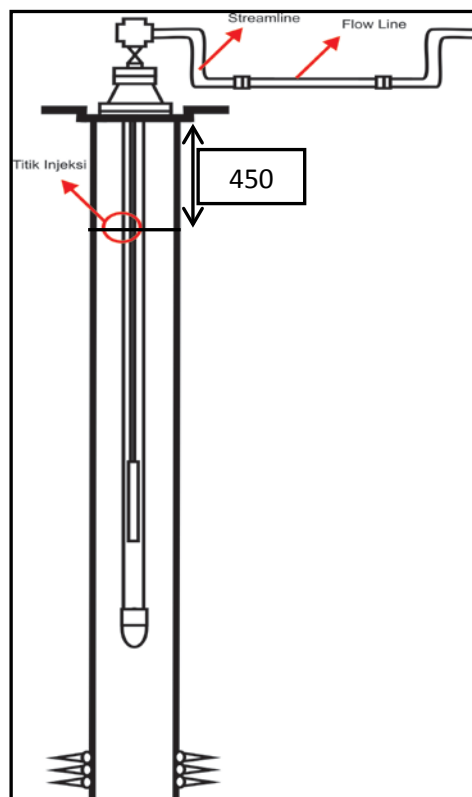
Penentuan kedalaman titik injeksi *chemical* di dalam rangkaian *tubing* disesuaikan dengan riwayat perawatan sumur. Untuk sumur X, *scale* mulai terbentuk pada *joint* ketujuh sampai *joint* ke-16, untuk itu titik injeksi sebaiknya ditempatkan di *joint* ke-16 atau pada kedalaman sekitar 450 ft.



Gambar 4. Grafik Kinerja Produksi Sumur X4



Gambar 5. Titik Injeksi Chemical Awal



Gambar 6. Titik Injeksi Chemical Setelah Dimodifikasi

Jadi berdasarkan kajian teknis terhadap beberapa alternatif penanggulangan *scale problem* yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa cara terbaik penanggulangan *scale problem* yang terjadi pada sumur X adalah menggunakan injeksi *chemical* berupa campuran HCl dan CuSO_4 sebanyak 20 ppm sesuai aturan perusahaan penyedia *chemical* dengan modifikasi terhadap titik injeksi yang awalnya terdapat pada *flowline* menjadi pada *tubing*.

3.6 Evaluasi Keberhasilan *Inject Scale Inhibitor*

Parameter yang digunakan terhadap keberhasilan program *Inject Scale Inhibitor* ini adalah kenaikan laju produksi sumur dan kenaikan laju produksi maksimum sumur berdasarkan analisa perawatan sumur. Dari kenaikan nilai laju produksi ini maka dapat dilihat pula pengaruhnya terhadap kerusakan yang terjadi (DHP).

3.6.1 Sumur X1

Setelah kita evaluasi data masing-masing sumur diatas dengan melihat sejarah perawata sumur, ternyata scale tidak terbentuk lagi melainkan adanya DHP tetapi bukan diakibatkan karena scale, namun karena Pump stuck diakibatkan karena kotoran, motor yang rusak, cable (unbalance) dan gangguan-gangguan lainnya.

Dilihat produksi minyaknya, diperoleh peningkatan produksi. Dari analisa data produksi di atas menunjukkan adanya peningkatan laju produksi setelah dilakukan *Inject Scale Inhibitor* pada sumur X1. Sebelum terbentuk scale laju produksi minyak (Q_{oil}) 97 BBL, Setelah scale terbentuk (Q_{oil}) 60,91 BBL dan setelah dilakukan penanggulangan dengan inject scale inhibitor laju produksi minyak (Q_{oil}) 108 BBL.

3.6.2 Sumur X2

Dari analisa data produksi di atas (sumur X2) menunjukkan adanya peningkatan laju produksi. Sebelum terbentuk scale (Q_{oil}) 322,2 BBL, setelah terbentuk scale (Q_{oil}) 87,43 BBL dan setelah dilakukan penanggulangan dengan inject scale inhibitor (Q_{oil}) 109,7 BBL.

Dari laju produksi tersebut adanya keberhasilan dari proses penanggulangan tetapi belum mencapai target yang diinginkan karena belum mencapai produksi dimana scale belum terbentuk. Penurunan laju produksi minyak diakibatkan karena nilai air terproduksi semakin meningkat yaitu dari sebelum scale terbentuk WC 60%, setelah scale terbentuk WC 98% dan setelah dilakukan penanggulangan WC 91%.

3.6.3 Sumur X3

Dari analisa data produksi di atas (sumur X3) menunjukkan adanya peningkatan laju produksi setelah dilakukan *Inject Scale Inhibitor* pada sumur X3. Sebelum terbentuk scale laju produksi minyak (Q_{oil}) 473 BBL, Setelah scale terbentuk (Q_{oil}) 473 BBL dan setelah dilakukan penanggulangan dengan inject scale inhibitor laju produksi minyak (Q_{oil}) 768 BBL.

3.6.4 Sumur X4

Dari analisa data produksi di atas (sumur X4) menunjukkan adanya peningkatan laju produksi minyak. Sebelum terbentuk scale (Q_{oil}) 808,9 BBL, setelah terbentuk scale (Q_{oil}) 30,24 BBL dan setelah dilakukan penanggulangan dengan inject scale inhibitor (Q_{oil}) 48 BBL.

Dari laju produksi tersebut adanya keberhasilan dari proses penanggulangan tetapi belum mencapai target yang diinginkan karena belum mencapai produksi dimana scale belum terbentuk. Penurunan laju produksi minyak diakibatkan karena nilai air terproduksi semakin meningkat yaitu dari sebelum scale terbentuk WC 23%, setelah scale terbentuk WC 97% dan setelah dilakukan penanggulangan WC 95%.

Dari analisa keempat sumur diatas, adanya keberhasilan proses penanggulangan dengan *inject scale inhibitor* yaitu pada sumur X1 dan X3, karena target produksi dari 97 BBL menjadi 108 BBL (sumur X1) dan 473 BBL menjadi 768 BBL (sumur X3).

4. KESIMPULAN

Dari uraian yang telah diuraikan pada bab-bab sebelumnya, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada sumur X1, X2, X3, X4 ditemukannya atau terbentuknya scale CaCO_3 dari hasil analisa air formasi dan perhitungan dengan menggunakan metode stiff and davis, sedangkan untuk scale CaSO_4 tidak terbentuk. Nilai scale index (SI) pada sumur X1, X2, X3, berturut-turut adalah 2,1 mg/l, 2,25 mg/l, dan 2,13 mg/l. dengan demikian $\text{SI} > 0$ maka, scale CaCO_3 cenderung terendapkan atau terbentuk pada masing-masing sumur tersebut.
2. Adanya penurunan laju produksi minyak pada sumur X1, X2, X3, X4 adalah itu diakibatkan oleh scale CaCO_3 yang terbentuk di tubing antara joint ke-7 sampai joint ke-16.
3. Penanggulangan *scale problem* yang terjadi pada sumur X adalah menggunakan injeksi *chemical* berupa campuran HCl dan CuSO_4 sebanyak 20 ppm sesuai aturan perusahaan penyedia *chemical* dengan modifikasi terhadap titik injeksi yang awalnya terdapat pada *flowline* menjadi pada *tubing*.

4. Dari analisa keempat sumur diatas, adanya keberhasilan proses penanggulangan dengan inject scale inhibitor yaitu pada sumur X1 dan X3, karena target produksi mencapai lebih dari pada saat scale terbentuk yaitu dari 97 BBL menjadi 108 BBL (sumur X1) dan 473 BBL menjadi 768 BBL (sumur X3).

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Allen, T.O and Roberts, A.P. (1978). *Production Operation*. Tulsa: Oil & Gas Consultants International.
- [2] Asnawati. (2001). *The Effect of Temperature to phosphonate Reaction in Scale Inhibitor at the Oil Fields*. Jember: University of Jember.
- [3] Coulter A.W, Hendrickson, A.R and Martinez, U.S.J. (1895). *Acidizing*. Tulsa: Dowell-Schlumberger.
- [4] Cowan, J.C and Weintritt, D.J. (1976). *Water Formed Scale Deposit*. Texas: Houston Gulf Publishing Co.
- [5] Eltaid, O.E and Rabah, A.A. (2012). *Crude Oil Pipeline Scale Deposition Causes and Removal Methods*. Sudan: Faculty of Engineering University of Khartoum.
- [6] Kermit, E.B. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Tulsa: The University of Tulsa Petroleum Publishing Co.
- [7] Koesomadinata, R.P. (1980). *Geology of Oil and Gas*. Bandung: ITB.
- [8] Mike, C. (1999). *Fighting Scale, Removal and Prevention*. Scotla: Aberdeen.
- [9] Setiapihadi, A.W, Supriyadi and Dewayanti, D.S. (2010). *Study on the Causes of Field-Scale Oil field Sumatra*. Jakarta: Lemigas.
- [10] Syahri, M and Sugiarto, B. (2008). *Scale Treatment In Crude Oil Pipeline Distribution Chemically*. Yogyakarta: UPN.